

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 983 355**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **22.10.2018** **E 18201876 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **15.05.2024** **EP 3473853**

54 Título: **Sistema de control y procedimiento para operar múltiples plantas de energía eólica**

30 Prioridad:

23.10.2017 DE 102017009838

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

22.10.2024

73 Titular/es:

**SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY
SERVICE GMBH (100.0%)
Beim Strohhause 17-31
20097 Hamburg, DE**

72 Inventor/es:

**GEISLER, JENS y
SCHMUCK, JESSE BEN BENJAMIN**

74 Agente/Representante:

DEL VALLE VALIENTE, Sonia

ES 2 983 355 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Sistema de control y procedimiento para operar múltiples plantas de energía eólica

5 La invención se refiere a un procedimiento para operar una primera turbina eólica y una segunda turbina eólica, en donde la segunda turbina eólica está ubicada en la estela de la primera turbina eólica. La invención también se refiere a un sistema de control para turbinas eólicas.

10 Si dos turbinas eólicas funcionan una junto a la otra, surge el problema de que pueden prevalecer condiciones de viento desiguales en la estela de la primera turbina eólica, lo que puede exponer a la segunda turbina eólica a una mayor carga (EP 2 063 108 A2, EP 1 790 851 A2, WO 2015/039 665 A1, WO 2011/160 634 A1).

15 La publicación US-2007/0067067 A1 se refiere a un procedimiento para adaptar una turbina eólica a condiciones de viento determinadas, mediante el cual se puede ajustar el ángulo de incidencia del viento en palas de rotor particulares.

20 La invención se basa en el objetivo de presentar un sistema de control y un procedimiento para operar una pluralidad de turbinas eólicas de manera que se reduzca la carga en la segunda turbina eólica dispuesta tras la estela de una primera turbina eólica. Partiendo de la técnica anterior citada, el objetivo se logra con las características de las reivindicaciones independientes. Realizaciones ventajosas se especifican en las reivindicaciones dependientes.

25 En el procedimiento según la invención, un modelo predictivo se alimenta con un valor de viento actual de la primera turbina eólica para predecir un punto futuro en donde el área barrida por el rotor de la segunda turbina eólica quedará parcialmente cubierta por la estela de la primera turbina eólica. La segunda turbina eólica responde a la predicción porque se genera una señal de control para cambiar el ángulo de paso (*pitch angle*) de una pala de rotor de la segunda turbina eólica en relación con el ángulo de paso de otra pala de rotor de la segunda turbina eólica. En un ejemplo, la señal de control se genera antes del punto temporal futuro.

30 Si la estela de una primera turbina eólica choca contra el rotor de una segunda turbina eólica solo parcialmente, el rotor de la segunda turbina eólica se cargará asimétricamente. La invención se basa en la idea de contrarrestar la carga asimétrica en el rotor, ya que una de las palas del rotor se ajusta con respecto a las otras palas del rotor, siendo el ajuste preventivo, es decir, en un punto en el tiempo antes de que la carga aumentada actúe sobre el rotor (control de alimentación anticipada).

35 El modelo predictivo puede partir del supuesto de que la estela se extiende en la extensión del eje del rotor de la primera turbina eólica. El área barrida por el rotor de la primera turbina eólica se puede suponer como el punto de partida para la sección transversal de la estela. El modelo predictivo puede partir del supuesto de que, desde este punto de partida, la estela se propaga con una sección transversal cilíndrica a lo largo de la dirección del eje del rotor. El modelo predictivo puede partir del supuesto de que la estela se ensancha en la dirección radial al aumentar la distancia desde el rotor de la primera turbina eólica. El modelo predictivo puede partir del supuesto de que la velocidad del viento a la estela se reduce en comparación con un campo eólico que no se ve perturbado por la primera turbina eólica. El modelo predictivo puede partir del supuesto de que la velocidad del viento en la estela tiene una distribución radial, según la cual la velocidad del viento en el centro de la estela es menor que en la periferia de la estela. El modelo predictivo puede partir del supuesto de que la intensidad de la turbulencia en la estela aumenta en comparación con un campo eólico que no se ve perturbado por la primera turbina eólica.

45 El modelo predictivo puede partir del supuesto de que, a partir de la primera turbina eólica, la estela se propaga a una velocidad que corresponde a la velocidad del viento. El modelo predictivo puede alimentarse con un valor de velocidad del viento a partir del cual se determina la velocidad de propagación de la estela.

50 El modelo predictivo puede partir del supuesto de que la estela se propaga en la dirección del viento. El modelo predictivo puede alimentarse con un valor de dirección del viento a partir del cual se determina la dirección de propagación de la estela.

55 El valor actual de la velocidad del viento y/o el valor actual de la dirección del viento pueden ser valores medidos. Se puede obtener un valor medido con un anemómetro. El anemómetro puede disponerse, por ejemplo, en la góndola de una turbina eólica.

60 También es posible que el valor actual de la velocidad del viento y/o el valor actual de la dirección del viento sean un valor estimado. En muchos casos, los valores estimados basados en parámetros verificados tienen una mayor confiabilidad en comparación con los valores medidos. Para una mayor fiabilidad, es ventajoso que los valores estimados se deriven del flujo másico de aire que actúa sobre todo el rotor. De este modo, se dispone de una superficie de medición significativamente mayor en comparación con un anemómetro que está dispuesto en la turbina eólica. En particular, los valores estimados pueden derivarse de los parámetros de funcionamiento de la turbina eólica, que se seleccionan de manera que exista una dependencia entre los parámetros de funcionamiento y el flujo de masa de aire que actúa sobre el rotor. Es decir, si el flujo de masa de aire que actúa sobre el rotor cambia, esto dará como resultado un cambio en los parámetros operativos que depende del mismo. Por ejemplo, la velocidad de rotación del rotor, el

ángulo de paso de una o más palas de rotor, el par del generador, la inclinación de la torre y/o la deformación de una pala de rotor pueden usarse como parámetros de funcionamiento de una turbina eólica y tenerse en cuenta al determinar un valor de viento estimado. En particular, un cambio en una de estas variables se puede incluir en la determinación de un valor estimado del viento. Al determinar los valores estimados, se puede tener en cuenta una pluralidad de estos parámetros operativos, en particular al menos tres de estos parámetros operativos. Además, se puede tener en cuenta ventajosamente una densidad del aire que se estima o determina sobre la base de los datos medidos.

El valor actual de la velocidad del viento y/o el valor actual de la dirección del viento se pueden obtener de la primera turbina eólica. Esto permite que el modelo predictivo parta del supuesto de que la estela continúa con la dirección del viento que actúa sobre la primera turbina eólica.

El valor actual de la velocidad del viento y/o el valor actual de la dirección del viento se pueden obtener de la segunda turbina eólica. Esto permite que el modelo predictivo parta del supuesto de que, para la segunda turbina eólica, la estela de la primera turbina eólica se propaga según la dirección del viento.

El modelo predictivo puede diseñarse de manera que, al predecir la dirección de propagación de la estela, se tengan en cuenta tanto un valor de dirección del viento actual de la primera turbina eólica como un valor de dirección del viento actual de la segunda turbina eólica. Por ejemplo, se puede suponer una dirección de propagación de la estela que se encuentra entre las dos direcciones del viento si el valor actual de la dirección del viento de la primera turbina eólica y el valor de la dirección del viento actual de la segunda turbina eólica difieren entre sí.

El modelo predictivo puede diseñarse de manera que no solo se tengan en cuenta los valores de velocidad del viento de la primera turbina eólica, sino también los valores de velocidad del viento de la segunda turbina eólica en la predicción de la velocidad de propagación de la estela. Por ejemplo, se puede suponer una velocidad de propagación de estela que se encuentra entre las dos velocidades del viento si los valores de la dirección del viento de la primera turbina eólica y de la segunda turbina eólica difieren entre sí.

Si el modelo predictivo ha estimado una velocidad de propagación y una dirección de propagación para la estela, se puede predecir, a partir de la posición relativa de la primera turbina eólica y la segunda turbina eólica entre sí, en qué momento futuro la segunda turbina eólica estará expuesta a una cierta influencia de la estela de la primera turbina eólica.

Las posiciones geográficas de la primera turbina eólica y de la segunda turbina eólica se pueden representar en un sistema de coordenadas. Si la estela pronosticada se mapea en el sistema de coordenadas, se puede determinar el grado de superposición entre la estela y el rotor de la segunda turbina eólica. En particular, se puede determinar la distancia axial entre la primera turbina eólica y la segunda turbina eólica medida a lo largo de un eje de la estela. Además, se puede determinar una distancia radial entre un eje de la estela y el eje de la segunda turbina eólica. El grado de superposición entre la estela y el área barrida por el rotor de la segunda turbina eólica se obtiene a partir de la distancia radial.

El modelo de estela puede incluir un módulo para predecir la intensidad de la turbulencia. Para este propósito, se puede obtener un valor actual de la intensidad de turbulencia en la primera turbina eólica. La propagación de la intensidad de la turbulencia se puede estimar utilizando el modelo predictivo y, a partir de este, se puede derivar una predicción de la intensidad de la turbulencia en un momento futuro en la segunda turbina eólica. Al hacerlo, se puede tener en cuenta en el modelo predictivo que la intensidad de la turbulencia en la estela es generalmente mayor que en un campo de viento sin perturbaciones. El valor actual de la intensidad de turbulencia en la primera turbina eólica puede, por ejemplo, derivarse de una desviación estándar de la salida de la primera turbina eólica.

Dado un cambio en la dirección actual del viento en la región de la primera turbina eólica, el modelo predictivo, en una variante simple, puede proceder de manera que el cambio en la dirección del viento se transfiera directamente a la estela. Esto significa que la estela prevista cambia de dirección al mismo tiempo que la dirección del viento. La velocidad a la que la estela se mueve en la nueva dirección se puede derivar de la velocidad actual del viento. Basándose en la distancia axial entre la primera y la segunda turbina eólica, se puede predecir el tiempo de retardo después del cual la estela se ha propagado en la nueva dirección hasta la segunda turbina eólica. La suma del momento actual y el tiempo de retraso proporciona el punto temporal futuro para el que la predicción es válida.

Los estudios han demostrado que, en la práctica, los cambios en la dirección del viento sólo continúan con un cierto retraso en la estela. Esto se puede tener en cuenta en el modelo predictivo determinando el intervalo de tiempo dentro del cual un cambio en la dirección del viento se propaga hasta la segunda turbina eólica como la suma de un tiempo de retraso que se deriva del valor actual de la velocidad del viento y un tiempo adicional relacionado con la estela que resulta del hecho de que la estela no sigue inmediatamente a un cambio en la dirección del viento.

Determinar con precisión el tiempo adicional no es muy fácil. Por otro lado, la predicción exacta del punto temporal futuro y el grado de superposición entre la estela y el rotor de la segunda turbina eólica son cruciales para el éxito del procedimiento. Si se produce un control de alimentación anticipada en la segunda turbina eólica en previsión de una

carga de estela inminente y la estela no aparece realmente, la carga resultante en la turbina eólica puede ser mayor que si se hubiera prescindido del control de alimentación anticipada. Para evitar tales efectos negativos del procedimiento según la invención, la segunda turbina eólica puede equiparse con sensores de carga con los que se determina la carga real en la turbina eólica. Los sensores de carga pueden incluir, por ejemplo, medidores de deformación en las palas del rotor, con los que se puede medir la deformación elástica de la pala del rotor.

De esta forma, el modelo predictivo se puede mejorar en un proceso de aprendizaje automático. Si la señal de control derivada del modelo predictivo no conduce a la reducción esperada de la carga, se puede proporcionar una retroalimentación significativa al modelo predictivo para que ajuste sus predicciones. En otras palabras, el modelo predictivo se puede modificar dependiendo de la carga real medida de la segunda turbina eólica. La medición de la carga real puede tener lugar, por ejemplo, en un momento futuro. La modificación del modelo predictivo puede referirse en particular al intervalo de tiempo dentro del cual un cambio en la dirección del viento se ha propagado desde la primera turbina eólica a la segunda turbina eólica.

Si el modelo predictivo predice un estado para un punto temporal futuro en donde la estela de la primera turbina eólica cubra parcialmente el rotor de la segunda turbina eólica, el ángulo de paso de una pala de rotor de la segunda turbina eólica cambiará en relación con el ángulo de paso de otra pala de rotor de la segunda turbina eólica. El cambio puede estar relacionado con el sector de la revolución del rotor en donde se produce la cobertura por la estela de la primera turbina eólica. En otras secciones de la revolución del rotor, la pala del rotor puede volver a su posición anterior. Este proceso puede repetirse cíclicamente para que la pala del rotor ajuste su ángulo de paso al alcanzar la misma posición angular. También se puede establecer una especificación de control correspondiente para las otras palas del rotor, de modo que la carga asimétrica se contrarresta mediante un ajuste cíclico de todas las palas del rotor.

Un ajuste cíclico del ángulo de paso de las palas del rotor va acompañado regularmente de un menor consumo de energía procedente del viento. Para mantener bajas las pérdidas de rendimiento, la segunda turbina eólica se puede configurar de modo que el control de alimentación anticipada basado en el modelo predictivo solo se lleve a cabo cuando la velocidad actual del viento esté por encima de la velocidad nominal del viento y/o la segunda turbina eólica esté funcionando actualmente a la potencia nominal.

Puede ser ventajoso para el procedimiento si se almacena una secuencia de valores de dirección del viento y/o valores de velocidad del viento determinados en diferentes puntos en el tiempo para la primera turbina eólica y/o la segunda turbina eólica. Cada uno de los valores de la dirección del viento/valores de la velocidad del viento se puede proporcionar con una marca de tiempo para que se pueda ver en qué momento se registró el valor. La duración del período de tiempo durante el cual se extiende la secuencia de valores almacenados puede ser tal que cubra el período de tiempo que un campo eólico requiere para moverse de la primera turbina eólica a la segunda turbina eólica a la velocidad de viento más baja a tener en cuenta. Se puede usar una memoria cíclica (*ring buffer*) para almacenar los datos, en donde los datos se almacenan durante el período de tiempo deseado y en donde los datos más antiguos se reemplazan automáticamente por datos nuevos.

Estos valores de velocidad del viento/valores de dirección del viento se pueden almacenar junto con la marca de tiempo asociada. Además, se puede almacenar un elemento de información sobre el estado operativo actual de la turbina eólica en cuestión junto con la marca de tiempo.

Las etapas de cálculo requeridas para aplicar el modelo predictivo pueden llevarse a cabo en un ordenador central del parque eólico, al que pertenecen la primera turbina eólica y la segunda turbina eólica. Sin embargo, también es posible hacer esto de forma descentralizada usando un ordenador de una turbina eólica.

El procedimiento según la invención se puede llevar a cabo con más de dos turbinas eólicas. En particular, el procedimiento se puede llevar a cabo con al menos 10, preferiblemente con al menos 20, más preferiblemente con al menos 50 turbinas eólicas. En la disposición de las turbinas eólicas según la invención, las turbinas eólicas están dispuestas espacialmente entre sí de tal manera que, dependiendo de la dirección del viento, cada turbina eólica puede ponerse en la estela de al menos otra turbina eólica de la disposición. La disposición de las turbinas eólicas puede diseñarse como un parque eólico con un sistema de control central que establece los valores predeterminados para el funcionamiento de las turbinas eólicas individuales.

Si el procedimiento se lleva a cabo con más de dos turbinas eólicas, el procedimiento según la invención puede comprender la etapa de realizar la clasificación de las turbinas eólicas según la dirección del viento, según la cual las turbinas eólicas se clasifican en pares de turbinas eólicas primera y segunda de modo que, en cada par, la segunda turbina eólica esté dispuesta detrás de la primera turbina eólica en la dirección del viento actual. Es posible que una sola turbina eólica asuma el papel de la primera turbina eólica en un primer par y, al mismo tiempo, asuma el papel de la segunda turbina eólica en un segundo par.

La invención también se refiere a un sistema de control con un dispositivo de detección para registrar el valor actual del viento de una primera turbina eólica y a un modelo predictivo que está diseñado para predecir, mediante el procesamiento del valor del viento actual, un punto futuro en donde una segunda turbina eólica dispuesta tras la primera turbina eólica quedará parcialmente cubierta por la estela de la primera turbina eólica, y en donde el sistema

de control genera una señal de control en respuesta a la predicción para cambiar el ángulo de paso de una pala de rotor de la segunda turbina eólica al ángulo de paso de otra pala de rotor de la segunda turbina eólica. La invención se refiere además a una disposición de turbinas eólicas equipadas con un sistema de control de este tipo.

5 En una realización preferida, el sistema de control tiene una pluralidad de sistemas informáticos de control. La predicción del viento se lleva a cabo preferentemente en un sistema informático central para todo un parque eólico. La predicción del viento respectiva para una sola turbina se transmite desde el sistema informático central a las unidades de control de una pluralidad de turbinas individuales. Las unidades de control respectivas de las turbinas individuales generan entonces las señales de control para las turbinas individuales según la predicción del viento transmitida.
10

El sistema de control se puede desarrollar con otras características que se describen en relación con el procedimiento según la invención. El procedimiento se puede desarrollar con características adicionales que se describen en relación con el sistema de control según la invención.

15 La invención se describe a modo de ejemplo a continuación con referencia a los dibujos adjuntos a modo de realizaciones ventajosas. En los dibujos:

La Figura 1 muestra una disposición de turbinas eólicas según la invención;

20 la Figura 2 muestra una representación esquemática del modelo predictivo según la invención;

la Figura 3 muestra una superposición parcial entre la estela de una primera turbina eólica y el rotor de una segunda turbina eólica;

25 la Figura 4 muestra un aspecto del modelo predictivo según la invención;

la Figura 5 muestra una disposición de turbinas eólicas según la invención.

30 Una disposición de turbinas eólicas mostrada en la Figura 1 comprende una primera turbina eólica 14, una segunda turbina eólica 15 y una tercera turbina eólica 16. Cada turbina eólica 14, 15, 16 comprende un rotor que se pone en rotación por el viento y que acciona un generador para generar energía eléctrica. Cada una de las turbinas eólicas 14, 15, 16 comprende además un estimador de viento 17, que se muestra en la Figura 1 solo usando el ejemplo de la turbina eólica 15.
35

Los estimadores de viento 17 están diseñados para determinar un valor estimado de la velocidad del viento y posiblemente un valor estimado de la dirección del viento para cada una de las turbinas eólicas 14, 15, 16. Cada valor estimado se deriva de uno o más parámetros operativos que cambian según el flujo de masa de aire que actúa sobre todo el rotor. Estos parámetros de funcionamiento pueden comprender, por ejemplo, la velocidad de rotación del rotor, el ángulo de paso de las palas del rotor y el par aplicado por el rotor. Dado que el rotor barre un área grande, se pueden estimar valores confiables para la velocidad del viento y, opcionalmente, también para la dirección del viento utilizando el estimador de viento estimado 17. Esto último requiere valores de medición adicionales, preferiblemente, por ejemplo, una medición del movimiento o deformación de la pala individual, o una medición del movimiento o deformación de la torre.
40
45

Con respecto a la dirección del viento 18 en la Figura 1, la tercera turbina eólica 15 está dispuesta a sotavento de la primera turbina eólica 14. La distancia entre la segunda turbina eólica 15 y la primera turbina eólica 14, vista en la dirección del viento, es tal que la segunda turbina eólica 15 está ubicada en la estela 30 de la primera turbina eólica 14. Por lo que respecta a la dirección del viento 18, las condiciones del viento que afectan a la segunda turbina eólica 15 se ven así influenciadas por el funcionamiento de la primera turbina eólica 14.
50

Aunque la tercera turbina eólica 16 también está dispuesta a barlovento de la segunda turbina eólica 15, la tercera turbina eólica 16 está, sin embargo, tan desplazada hacia un lado que no hay superposición entre la estela 30 de la tercera turbina eólica 16 y el rotor de la segunda turbina eólica 15. Al principio del procedimiento según la invención, se determina, teniendo en cuenta la dirección actual del viento, qué turbinas eólicas están detrás de qué otras turbinas eólicas. En la realización ejemplar según la Figura 1, solo se ve afectada la segunda turbina eólica 15, que se encuentra en la estela de la primera turbina eólica 14.
55

Los valores estimados del viento de todas las turbinas eólicas 14, 15, 16 se determinan en el punto temporal actual 20 en el eje temporal 19 de la Figura 1. Los valores estimados del viento se transmiten a un ordenador de predicción 21 en donde se almacena un modelo de predicción 28. Los valores de viento estimados se introducen en el modelo predictivo 28 que procesa los valores de viento estimados para predecir cómo se propagará la estela 30 de la primera turbina eólica 14.
60

65 Con el modelo predictivo 28, se determinan una dirección de propagación y una velocidad de propagación de la estela. En el ejemplo según la Figura 1, la dirección de propagación se deriva de la dirección 18 del viento actual y la velocidad

de propagación de la velocidad del viento. En la Figura 1, esto se muestra esquemáticamente mediante una línea frontal 22 que está alineada en paralelo al rotor de la primera turbina eólica 14 y se mueve a sotavento. Se supone que la dirección actual del viento es un promedio de la dirección del viento estimada en las turbinas eólicas 14 y 16. Las dos turbinas eólicas 14, 16 encuentran un flujo de aire libre para que la dirección del viento no se distorsione por la estela de una turbina eólica más adelante. En otras realizaciones de la invención, un valor estimado obtenido de la segunda turbina eólica 15 también se puede tener en cuenta al determinar la dirección actual del viento. La determinación de la velocidad actual del viento se puede llevar a cabo de la misma manera.

Una unidad de control 24 de la segunda turbina eólica 15 puede consultar al ordenador de predicción 21 cómo es probable que la estela 30 de la primera turbina eólica 14 afecte a la segunda turbina eólica 15 en un momento futuro 25. En la realización ejemplar según la Figura 1, en el punto futuro 25, hay una superposición parcial entre la estela 30 de la primera turbina eólica 14 y el rotor de la segunda turbina eólica 15.

En respuesta a esta predicción, la unidad de control 24 genera una señal de control poco antes del punto temporal 25, según la cual el ángulo de paso de las palas de rotor de la segunda turbina eólica 15 se ajusta antes del punto temporal 25 dependiendo de la posición angular de la pala de rotor particular (control de alimentación anticipada). En particular, cada pala del rotor puede tener un ángulo de paso en el intervalo angular de la revolución del rotor, en donde hay una superposición con la estela 30 de la primera turbina eólica 14, que es diferente del de otros intervalos angulares de la revolución del rotor. Por lo tanto, la señal de control de la unidad de control 24 puede provocar un cambio cíclico en el ángulo de paso, por lo que las señales de control pueden repetirse después de su revolución completa del rotor.

En el punto actual en el tiempo 20, también se puede determinar un valor actual de la intensidad de turbulencia. La intensidad de la turbulencia se puede determinar, por ejemplo, a partir de la desviación estándar de la potencia emitida por la primera turbina eólica 14. El ordenador de predicción 21 puede diseñarse de tal manera que también determine una propagación de la intensidad de la turbulencia y haga una predicción correspondiente para el punto futuro en el tiempo 25. Los valores predeterminados de control de la unidad de control 24 para la segunda turbina eólica 15 también pueden depender de la intensidad de turbulencia pronosticada para el punto temporal 25.

La Figura 2 ilustra algunos supuestos en donde se basa el modelo predictivo 28 para la estela. Suponiendo condiciones de viento constantes, la estela 30 continúa hacia atrás detrás de la pala de rotor de la primera turbina eólica 14 de forma concéntrica con el eje del rotor. En la región de la primera turbina eólica 14, la sección transversal de la estela 30 corresponde al área barrida por el rotor. Al aumentar la distancia desde la primera turbina eólica 14, la estela 30 se ensancha ligeramente en la dirección radial.

En la región de la estela 30, la velocidad del viento es inferior a la que sería en un campo eólico no perturbado por la primera turbina eólica 14. El déficit de velocidad del viento es más pronunciado en la región inmediatamente adyacente al rotor (sombreado oscuro). Al aumentar la distancia desde la primera turbina eólica 14 en la dirección a favor del viento y al aumentar la distancia desde el eje central de la estela 30 que se muestra en líneas discontinuas, el déficit de velocidad del viento se reduce. Por lo tanto, la segunda turbina eólica 15 de la Figura 2 solo se ve afectada por un ligero déficit de velocidad del viento en la región de borde de la estela 30.

En la Figura 3, el área barrida por el rotor de la segunda turbina 15 está marcada por un círculo 22. Según el modelo predictivo 28, la estela 30 también tiene una sección transversal circular en el plano del rotor de la segunda turbina eólica 15. Hay una superposición parcial en la región 23 entre la estela 30 y el área 22 barrida por el rotor.

La Figura 4 muestra un posible ejemplo de cómo se pueden representar los cambios en la dirección del viento en el modelo predictivo 28. Se muestra un período de tiempo entre un punto actual en el tiempo t y un punto pasado en el tiempo $t-3\Delta t$. En el punto anterior en el tiempo $T-3\Delta t$, el viento procedía de 270° , de modo que la segunda turbina eólica 15 estaba completamente en la estela 30 de la primera turbina eólica 14. Entre $T-3\Delta t$ y $T-2\Delta t$, la dirección del viento cambió de 10° a 260° . La estela 30 provoca un retraso hasta que este cambio en la dirección del viento llegue a la segunda turbina eólica 15. Entre $T-2\Delta t$ y $t-\Delta t$, el viento se desplaza otros 10° , hasta alcanzar los 250° , y mantiene esta nueva dirección del viento hasta el punto temporal actual t . El gráfico indica el retraso hasta que el cambio de dirección del viento se haya propagado a la estela 30.

En el parque eólico mostrado esquemáticamente en la Figura 5, las turbinas eólicas dispuestas a barlovento se muestran como primeras turbinas eólicas 14, separadas de las segundas turbinas eólicas 15 dispuestas a sotavento. La asignación subyacente por pares entre las primeras turbinas eólicas 14 y las segundas turbinas eólicas 15 depende de la dirección del viento y debe ajustarse para cada cambio en la dirección del viento. Todas las turbinas eólicas 14, 15 están equipadas con estimadores de viento 17 que transmiten los valores estimados del viento a una memoria central 33. Los valores estimados del viento junto con las coordenadas geográficas de la turbina eólica respectiva y una marca de tiempo asociada se almacenan en la memoria central 33. Además, se puede almacenar un elemento de información sobre el estado operativo de la turbina eólica relevante en cada caso en el momento relevante.

Los datos se almacenan en la memoria 33 durante el tiempo en que el campo eólico más lento a considerar necesita moverse sobre la mayor extensión del parque eólico. El campo eólico más lento a considerar puede, por ejemplo, tener una velocidad correspondiente a la velocidad de encendido de las turbinas eólicas. La memoria 33 está diseñada

como una memoria cíclica (*ring buffer*) para que los datos más antiguos de este período de tiempo sean reemplazados en cada caso por datos más nuevos.

5 Cada turbina eólica 14, 15 está equipada con un ordenador de predicción descentralizado 35 que puede acceder a los valores de viento estimados en la memoria 33. La dirección actual del viento da como resultado un sector geográfico para cada segunda turbina eólica 15 dispuesta a sotavento en donde una primera turbina eólica 14 podría generar una estela perturbadora. Al consultar las coordenadas geográficas de las primeras turbinas eólicas 14 almacenadas en la memoria 33, el ordenador de predicción puede identificar las turbinas eólicas 14 individuales que podrían causar una estela perturbadora. Dado que el ordenador de predicción 35 accede a los valores de viento estimados actuales de la primera turbina eólica relevante en la memoria 33, el ordenador de predicción puede predecir si pronto se espera una estela disruptiva 30 para la turbina eólica 15 en particular. Si este es el caso, la turbina eólica 15 puede generar una señal de control poco antes de la llegada de la estela perturbadora, según la cual las palas del rotor se inclinan cíclicamente.

10

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento para operar una primera turbina eólica (14) y una segunda turbina eólica (15), en donde la segunda turbina eólica (15) está dispuesta en la estela (30) de la primera turbina eólica (14), en donde un modelo predictivo (28) se alimenta con un valor de viento actual de la primera turbina eólica (14) para predecir un punto futuro en el tiempo (25) en donde el área barrida por el rotor de la segunda turbina eólica (15) estará parcialmente cubierta por la estela (30) de la primera turbina eólica (14), y en donde la segunda turbina eólica (15) reacciona a la predicción generando una señal de control para cambiar el ángulo de paso de una pala de rotor de la segunda turbina eólica (15) con respecto al ángulo de paso de otra pala de rotor de la segunda turbina eólica (15).
2. El procedimiento según la reivindicación 1, **caracterizado porque** la señal de control se genera antes del punto temporal futuro (25).
3. El procedimiento según la reivindicación 1 o 2, **caracterizado porque** el modelo predictivo (28) comprende la suposición de que la estela (30) se ensancha en la dirección radial al aumentar la distancia desde la primera turbina eólica (14), y/o comprende la suposición de que la velocidad del viento en la estela (30) se reduce en comparación con un campo de viento que no es perturbado por la primera turbina eólica (14).
4. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, **caracterizado porque** el modelo predictivo (28) comprende la suposición de que la velocidad del viento en la estela (30) tiene una distribución radial según la cual la velocidad del viento en el centro de la estela (30) es menor que en la periferia de la estela (30).
5. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, **caracterizado porque** el modelo predictivo (28) comprende la suposición de que la intensidad de la turbulencia en la estela (30) aumenta en comparación con un campo eólico que no es perturbado por la primera turbina eólica (14).
6. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, **caracterizado porque** el valor actual del viento es un valor estimado del viento que se estima según la carga de viento que actúa sobre todo el rotor.
7. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, **caracterizado porque** un valor de viento actual de la primera turbina eólica (14) y/o un valor de viento actual de la segunda turbina eólica (15) se incluyen en la predicción de la dirección de propagación de la estela (30).
8. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7, **caracterizado porque** el modelo predictivo (28) mapea la predicción del viento en un sistema de coordenadas geográficas.
9. El procedimiento según la reivindicación 8, **caracterizado porque** la ubicación de la primera turbina eólica (14) y/o la ubicación de la segunda turbina eólica (15) se definen mediante coordenadas dentro del sistema de coordenadas geográficas.
10. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9, **caracterizado porque** el valor del viento actual comprende un valor para la intensidad de la turbulencia, en donde el valor de la intensidad de la turbulencia se deriva de una desviación estándar de la potencia de la primera turbina eólica (14).
11. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 10, **caracterizado porque** el período de tiempo dentro del cual un cambio en la dirección del viento se propaga desde la primera turbina eólica (14) a la segunda turbina eólica (15) se determina en el modelo predictivo (28) como la suma de un tiempo de retraso que se deriva del valor actual de la velocidad del viento y un tiempo adicional relacionado con la estela.
12. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 11, **caracterizado porque** la segunda turbina eólica (15) está equipada con sensores de carga con los que se determina la carga real en la segunda turbina eólica (15).
13. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 12, **caracterizado porque** el procedimiento solo está activo cuando la velocidad actual del viento está por encima de la velocidad nominal del viento, y/o la segunda turbina eólica (15) está funcionando actualmente a una potencia nominal.
14. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 13, **caracterizado porque se** almacena una secuencia de valores actuales del viento que se determina en diferentes puntos en el tiempo para la primera turbina eólica (14) y/o para la segunda turbina eólica (15).
15. Un sistema de control con un dispositivo de detección para registrar el valor actual del viento de una primera turbina eólica (14) y con un modelo predictivo (28) que está diseñado para predecir, mediante el procesamiento del valor del viento actual, un punto temporal futuro (25) en donde una segunda turbina eólica

(15) dispuesta en la estela (30) de la primera turbina eólica (14) esté parcialmente cubierta por la estela (30) de la primera turbina eólica (14), y en donde el sistema de control genera un control en respuesta a la señal de predicción para cambiar el ángulo de paso de una pala de rotor de la segunda turbina eólica (15) con respecto al ángulo de paso de otra pala de rotor de la segunda turbina eólica (15).

Fig. 1

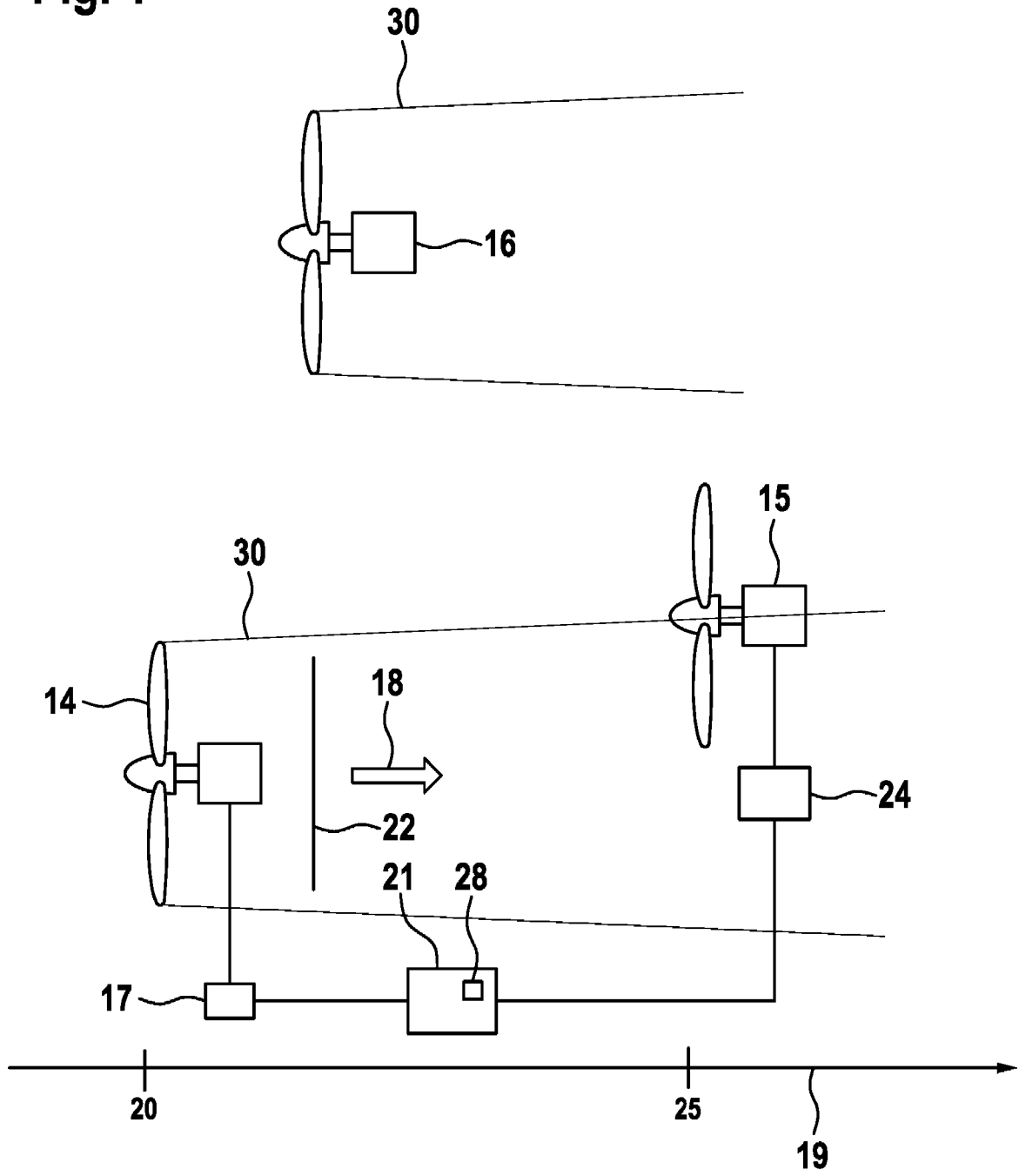


Fig. 2

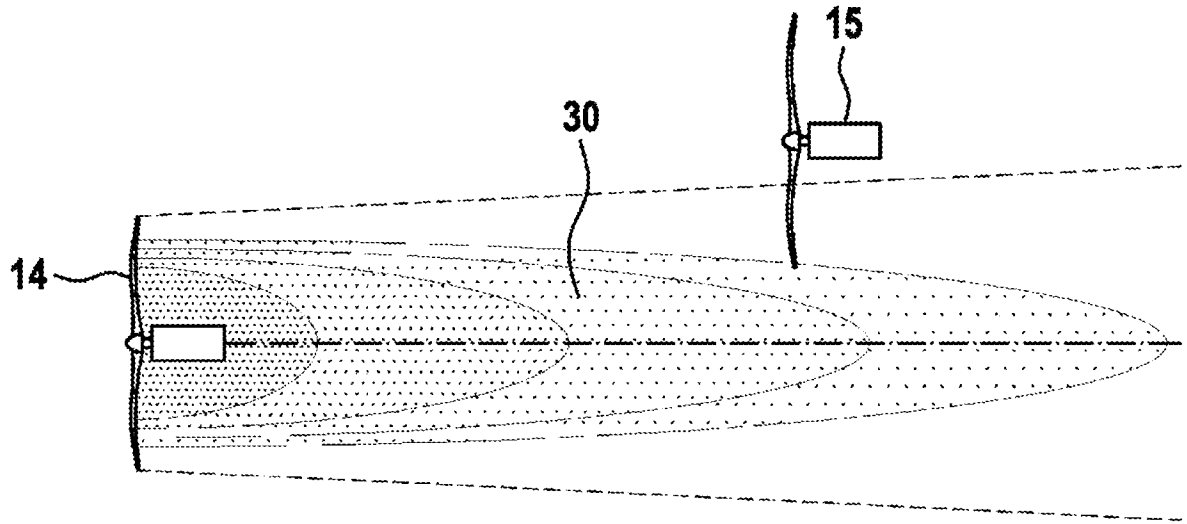


Fig. 3

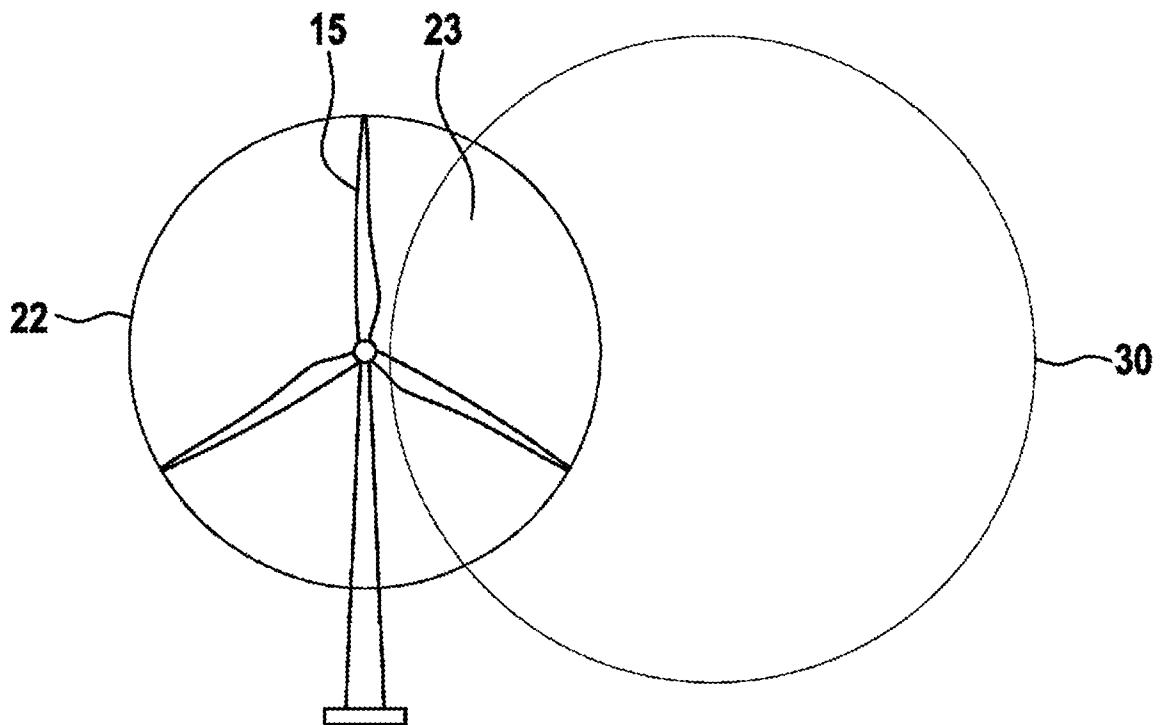


Fig. 4

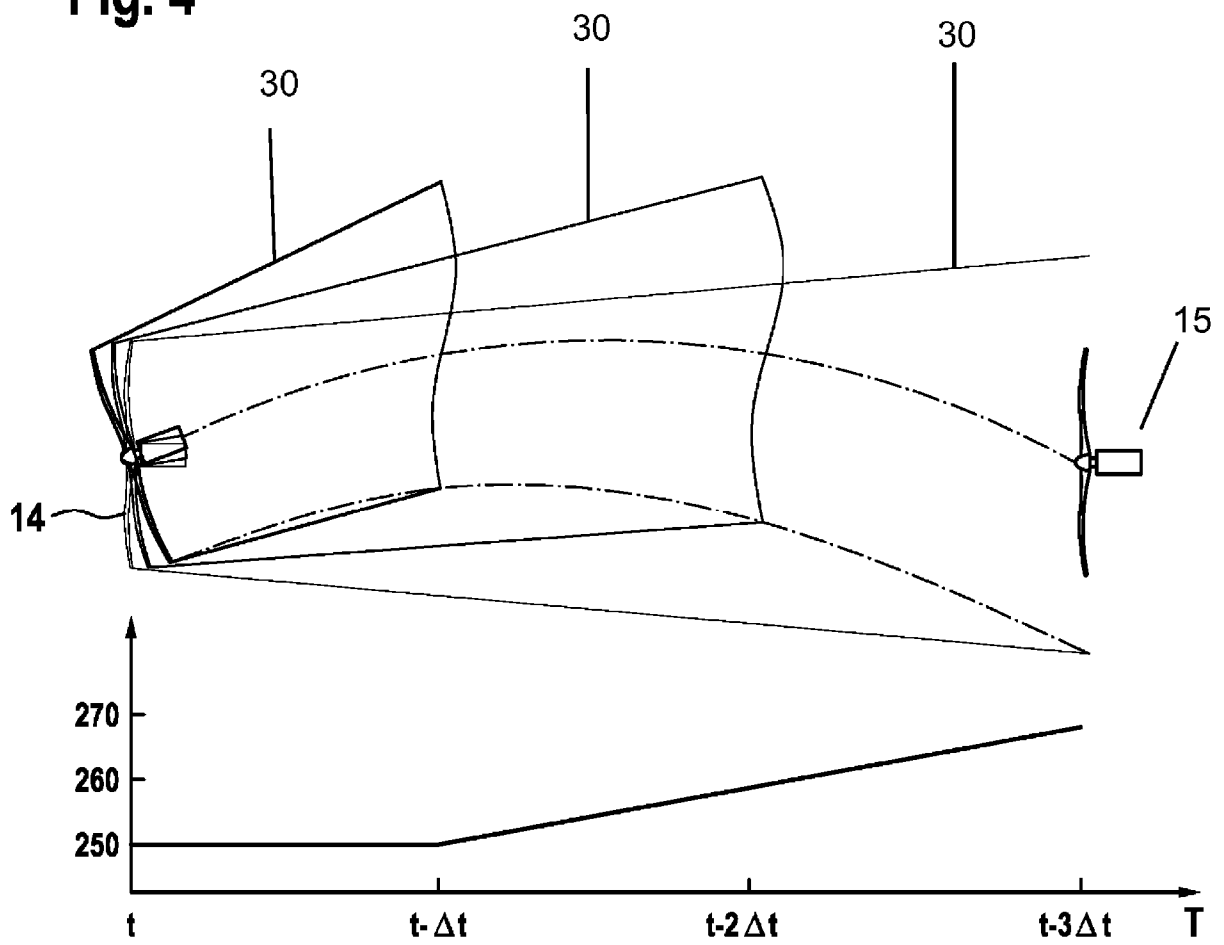


Fig. 5

